

В. Г. Кузнецов¹
В. В Кучанський¹
Ю. І. Тугай¹
Л. Р. Сабарно¹
І. Ю. Тугай¹

ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНИХ ЗНАЧЕНЬ ПАРАМЕТРІВ КЕРОВАНИХ КОМПЕНСУВАЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ МАГІСТРАЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

¹Інститут електродинаміки Національної академії наук України, Київ

Створення великих електроенергетичних систем та їх об'єднань визначає проблему передавання електричної енергії на великі та надвеликі відстані із застосуванням технологій дальніх електропередач. Тенденції розвитку сучасної електроенергетики України були викладені в Енергетичній стратегії країни на період до 2035 року, де передбачено об'єднання енергетичної системи України з енергетичною системою континентальної Європи. Це відбулося 16 березня 2022 року. Синхронізація мережі «Укренерго» і енергомережі континентальної Європи ENTSO-E дозволить Україні та Європі розвивати енергетичний ринок, переходити на відновлювальні джерела енергії та зміцнити європейську енергетичну безпеку. Велика протяжність електричних мереж України та їх графіки зміни навантаження викликають значне збільшення напруги щодо номінального значення в режимі мінімального навантаження через надлишкову реактивну потужність, що генерується лініями електропередачі. У зв'язку з цим є значні втрати потужності, примусове перемикання обладнання та старіння його ізоляції. Лінії надвисокої напруги (НВН) мають велику довжину, а їхні фази виконані з розщепленням провідів на кілька складових (для обмеження втрат на корону). Такі лінії є джерелами підвищеної реактивної потужності, яка залежить від режиму електропередачі та змінюється в широкому діапазоні значень, призводячи до неприпустимих коливань напруги в мережі, до зростання втрат (при зниженні напруги), до ризику пошкодження обладнання (при його підвищенні). Звичайно вони виконують відповідальну роль магістральних, системоутворюючих, міждержавних, і тому за ними, у разі потреби, треба мати можливість передати значну потужність із належним запасом стійкості. Найбільш ефективним способом компенсації реактивної потужності, підтримки необхідного рівня напруги на лініях надвисокої напруги та зниження втрат є використання шунтувальних реакторів (ШР). З огляду на викладене у магістерській дисертації розглядається питання компенсації надлишкової зарядної потужності дальніх ліній електропередач за допомогою керованого шунтувального реактора (КШР). Україна має велику територію з вельми нерівномірним розподілом енергетичних ресурсів і споживачів електроенергії. Пріоритетним напрямком розвитку енергетики України є повна інтеграція до європейського енергетичного ринку, що закріплено в енергетичній стратегії країни на період до 2035 року. Це передбачає забезпечення синхронної роботи Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України з енергетичною системою синхронної зони континентальної Європи ENTSO-E. Важливу роль у вирішенні цього питання набуває забезпечення необхідного технічного стану та вимог до режимів роботи магістральних електричних мереж, особливо магістральних та міждержавних ліній електропередачі (ЛЕП).

Ключові слова: лінії електропередач надвисокої напруги, проміжні системи, керовані шунтувальні реактори, баланс реактивної потужності, оптимізація режимів роботи.

Вступ

Відповідно до вимог кодексу системи передачі в ОЕС України розрізняють первинне та вторинне регулювання напруги та реактивної потужності. До первинного відносять децентралізоване

(автоматичне) регулювання у системах передачі/розподілу за рахунок пристроїв автоматичного регулювання збудження (АРЗ) генерувальних блоків, систем управління установок зберігання енергії, виконання перемикачів відгалужень під навантаження (РПН) трансформаторів, використання СТАТКОМів та інших децентралізованих засобів регулювання напруги та реактивної потужності. До вторинного, централізованого (оперативного або автоматичного) регулювання напруги та реактивної потужності належать: генерувальні одиниці, синхронні компенсатори, переведення генеруючого обладнання в режим синхронного компенсатора (СК), використання ШР та батарей конденсаторів [1]—[3].

З 01.07.2019 року в Україні була запроваджена нова модель ринку електричної енергії, одним з сегментів якого є ринок допоміжних послуг. До допоміжних послуг також належить послуга з регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК. Насамперед передбачалось, що таку послугу зможуть надавати «легкі» генератори на гідроелектростанціях та енергоблоки теплових електричних станцій. Для закупівлі цієї послуги у постачальників оператор системи передачі щорічно визначає її потребу. Усереднено вона складає 13000 МВАр на рік (для режимів генерації та споживання) для підтримання визначених режимів напруги у контрольованих точках. На превеликий жаль, на поточний час в Україні ще немає жодного сертифікованого постачальника цієї послуги. Насамперед така ситуація склалася через незначний вік запровадження ринку допоміжних послуг, а також через дефіцит фінансування необхідних організаційно-технічних заходів, спрямованих для роботи на даному сегменті ринку. Тому на поточний час вторинне регулювання в мережах операторів систем передач та розподілу продовжує здійснюватися відповідно до оперативних диспетчерських команд.

Незважаючи на наявність значної кількості ґрунтовних робіт з управління режимами та балансу реактивної потужності ліній електропередач надвисокої напруги, на думку авторів, необхідність урахування особливостей, зумовлених проміжними системами (ПС), не дозволяє вважати ці питання вичерпаними [4]—[7]. Розроблене в останні роки нове покоління керованих шунтувальних реакторів, статичних тиристорних компенсаторів та конденсаторних батарей суттєво розширює можливості їх застосування для гнучкішого управління режимами, насамперед балансування реактивної потужності.

Задача балансування реактивної потужності в магістральній електричній мережі

Для електроенергетичної системи (ЕЕС), що працює в режимі, існує стан рівноваги, що визначається електромеханічними та електромагнітними взаємодіями елементів ЕЕС. Параметрами, що відображають ці взаємодії, є активні та реактивні потужності, а стан рівноваги характеризується балансами активної та реактивної потужностей, за яких вироблені активна та реактивна потужності рівні споживанню. Порушення балансу реактивної потужності призводить до зміни напруги у вузлах, при цьому найбільші зміни напруги спостерігаються в дефіцитних або надлишкових за

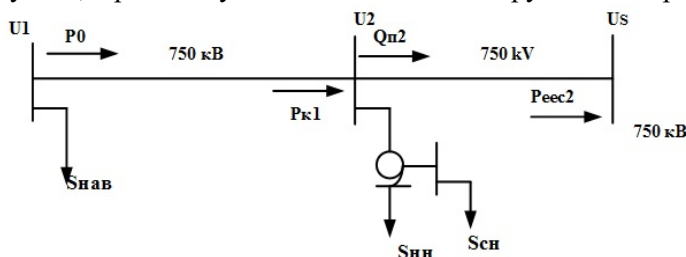


Рис. 1. Принципова схема лінії електропередавання

Рівняння балансу реактивної потужності:

$$Q_{к1} + Q_{КП} = Q_{n2} + Q_{ПС}^{CH} + Q_{ПС}^{HH} + \Delta Q_{AT}, \quad (1)$$

де $Q_{к1}, Q_{n2}$ — реактивна потужність в кінці першої секції і на початку другої відповідно; $Q_{КП}$ — необхідна потужність компенсуючого пристрою; ΔQ_{AT} — втрати реактивної потужності в автотрансформаторі, які визначається за виразом $\Delta Q_{AT} \approx 0,08 S_{ПС}^{BH}$.

Необхідна потужність компенсуючого пристрою

$$Q_{КП} = Q_{n2} - Q_{к1} + Q_{ПС}^{CH} + Q_{ПС}^{HH} + \Delta Q_{AT}. \quad (2)$$

Передавана активна потужність у відносних одиницях

реактивною потужністю вузлах навантаження. Виправити ситуацію засобами регулювання напруги не можна, оскільки у разі дефіциту реактивної потужності добавки напруги, створювані засобами регулювання, призводять до підвищення споживання активної та реактивної потужності і, як наслідок, ще більшого її дефіциту [6]—[10]. Принципова схема лінії електропередавання показана на рис. 1.

$$P_{*0} = \frac{P_0}{S_{\text{шин1}}}, \quad (3)$$

де P_0 — активна потужність лінії; $S_{\text{баз1}}$ — базова потужність, яка визначається за виразом

$$S_{\text{баз1}} = \frac{U_1^2}{Z_w}.$$

Реактивна потужність на початку лінії у відносних одиницях:

$$Q_{*1} = \text{ctg}\lambda - \sqrt{\frac{1}{\sin^2\lambda} - \left[P_{*0} - \frac{r_0}{2x_0} \left(\frac{\lambda}{\sin^2\lambda} + \text{ctg}\lambda \right) \right]^2}, \quad (4)$$

де λ — хвильова довжина лінії; x_0 r_0 — погонні параметри лінії.

Реактивна потужність на початку лінії

$$Q_1 = Q_{*1} S_{\text{fp1}}. \quad (5)$$

Значення середньоквадратичного струму у відносних одиницях

$$\dot{I}_{*rms} = \sqrt{1 + \left(\frac{1}{\lambda} + \text{ctg}\lambda \right) \left[Q_{*1} + P_{*0} \frac{r_0}{x_0} \left(1 - \frac{\lambda^2}{6} \right) \right]}. \quad (6)$$

Значення середньоквадратичного струму

$$I_{rms} = \dot{I}_{*rms} \frac{U_2}{\sqrt{3} Z_w}, \quad (7)$$

Z_w — хвильовий опір лінії; U_2 — напруга проміжної системи.

Втрати активної потужності в лінії електропередавання надвисокої напруги

$$\Delta P = 3 I_{rms}^2 r^0 l. \quad (8)$$

Реактивна потужність в кінці другої секції лінії

$$Q_{*2} = -Q_{*1} - P_{*0} \left(\frac{r_0}{x_0} \right) (1 + \lambda \text{ctg}\lambda); \quad (9)$$

$$Q_{\kappa1} = Q_2 = Q_{*2} S_{\text{bas1}}. \quad (10)$$

Потужність, що протікає через обмотку високої напруги автотрансформатора

$$S_{\text{ПС}}^{\text{BH}} = P_{\text{ПС}} + jQ_{\text{ПС}}. \quad (11)$$

Втрати реактивної потужності в автотрансформаторі

$$\Delta Q_{\text{AT}} = 0,08 |S_{\text{ПС}}^{\text{BH}}|. \quad (12)$$

Результати розрахунків балансування реактивної потужності на ділянках передачі зведені в табл. 1.

Таблиця 1

Результати розрахунків балансування реактивної потужності

Параметр	ЕЕС1–ПС		ПС–ЕЕС2	
	Max	Min	Max	Min
P_l , мВатт	475	237,5	554	211
ΔQ_{AT} , Мвар	—	—	34,064	11,354
Q_{II} , Мвар	–289,866	–309,550	–169,089	–202,191
Q_{K} , Мвар	119,882	212,93	71,572	160,143
ΔP , мВатт	4,865	—	15,017	—

Необхідна реактивна потужність на підстанції (режим максимальних навантажень)

$$Q_{\text{КШР}} = Q_{n2(I)} - Q_{\kappa1(I)} + Q_{\text{ПС}}^{\text{CH}} + Q_{\text{ПС}}^{\text{HH}} + \Delta Q_{\text{AT}(I)}. \quad (13)$$

Активна потужність на шинах системи прийому

$$P^{(I)} = P_0 - \Delta P_{EEC1-PC} - P_{PC} - \Delta P_{PC-EEC2}. \quad (14)$$

Реактивна потужність, яка потрібна системі

$$Q_{EEC2}^{(I)} = P_{EEC} \operatorname{tg}(\arccos \varphi_{EPS2}). \quad (15)$$

Реактивна потужність керованого шунтувального реактора на шинах ЕЕС2

$$Q_{KШР}^{(I)} = Q_{EEC2}^{(I)} - Q_{к2(I)}. \quad (16)$$

Результати розрахунку значень необхідної потужності КП зведені в табл. 2.

Таблиця 2

Значення реактивної потужності КП

Значення реактивної потужності	ПС		ЕЕС2	
	max	min	max	min
$Q_{KШР}$, МВАр	-98	-299	171	-64

Пояснення напрямку реактивної потужності показано на рис. 2.

Місце установки — проміжна підстанція. Необхідна потужність джерела реактивної потужності

$$Q_{KШР(\max)} = -98,398 \text{ МВАр};$$

$$Q_{KШР(\min)} = -299,426 \text{ МВАр}.$$

Можлива установка трьох однофазних реакторів некерованого шунтувального реактора РОДЦ-110000/750-У1 або одного керованого трифазного реактора КШР-330000/750. Беремо установку одного реактора КШР-330000/750. Загальна споживана реактивна потужність у вузлі

$$Q_{\max} = 1 \cdot Q_{sr} = 1 \cdot 180 = 180 \text{ МВАр} > 98,398 \text{ МВАр}.$$

Варто зазначити, що реактор типу КШР є реактором з контрольованою намагніченістю і може споживати не тільки максимум 330 МВАр, а саме 98,398 МВАр. Такий характер споживання має явну перевагу перед характером споживання некерованих реакторів, оскільки в будь-який момент часу споживання реактивної потужності буде відповідати необхідній розрахунковій потужності обертів, що дозволить уникнути великих потоків реактивної потужності по лініях, і зменшити втрати. Надмірне споживання реактивної потужності некерованим реактором не дозволить повністю забезпечити споживачів підстанції реактивною потужністю та підтримувати необхідний коефіцієнт потужності. Також зауважимо, що як у максимальному, так і в мінімальному режимі потужність, що протікає через повітряну лінію, є меншою за природну, тоді як споживання реактивної потужності необхідне постійно — незначне у максимальному режимі та значне у мінімальному.

$$Q = 98,398 \text{ МВАр} = Q_{KШР(\max)}.$$

Режим мінімального навантаження: у режимі найменших навантажень необхідно споживати реактивну потужність з мережі в обсязі

$$Q_{KШР(\min)} = 299,426 \text{ МВАр}.$$

Таким чином, для забезпечення функціонування мережі в режимі мінімальних навантажень та для проведення перевірки працездатності в режимі максимального навантаження, до комплексу реакторів КШР-330/750-У1 має бути віднесено обладнання з розширеними можливостями регулювання.

$$Q_{\max} = 1 \cdot Q_{CSR} = 1 \cdot 330 = 330 \text{ МВАр} > 299,426 \text{ МВАр};$$

$$Q_{\text{cons}} = 299,426 \text{ МВАр} = Q_{KШР(\min)}.$$

Режим максимального навантаження: можлива установка двох синхронних компенсаторів STATCOM-100/11, які зможуть видавати 171,779 МВАр реактивної потужності в режимі максимального навантаження.

$$Q_{\max} = 2 \cdot Q_{\text{STATCOM}} = 2 \cdot 100 = 200 \text{ МВАр} > 171,779 \text{ МВАр}.$$

Режим мінімального навантаження: у режимі найменших навантажень також можлива установка двох синхронних компенсаторів STATCOM-100/11, які можуть видавати 171,779 МВАр реактивної потужності в режимі найбільшого навантаження та споживати 64,009 МВАр реактивної потужності в режимі найбільшого навантаження. Проте за вихідними даними, приймальна система в режимі найменшого навантаження може прийняти до 205 МВАр реактивної потужності, що більше 64,009 МВАр, яка надходить в систему за найменшого навантаження. Таким чином, в режимі найменших навантажень установка компенсаційного пристрою на шинах приймальної системи не потрібна. Результати вибору компенсувальних пристроїв подані в табл. 3.

Таблиця 3

Компенсувальні пристрої рекомендовані для встановлення	
ПС	ЕЕС2
1×КШР 330000/750	2×СТАТКОМ-100/11

Визначення оптимальних значень параметрів керованих шунтувальних реакторів

Сумарні втрати активної потужності в основній електричній мережі описуються виразом

$$\Delta P_{\Sigma} = \sum_{i \in 1}^n \sum_{j \in 1, j \neq i}^n \Delta P_{ij}, \quad (17)$$

де ΔP_{ij} — втрати активної потужності; i, j — кількість підстанцій.

Для підвищення ефективності електричних мереж вживаються різні заходи щодо зниження втрат електроенергії як на стадії експлуатації, так і на стадії проектування. На етапі експлуатації оптимізація режимів роботи здійснюється з використанням різних методів, серед яких часто використовується оптимізація усталених режимів напруги і перерозподілу потоків потужності в неоднорідних замкнутих мережах [9]—[14].

Для регулювання режиму лінії електропередачі надвисокої напруги необхідно визначити мінімізацію функції (17) за незалежними робочими параметрами.

$$\frac{\partial \Delta P}{\partial U} = 0; \quad \frac{\partial \Delta P}{\partial B_{\text{reac}}} = 0. \quad (18)$$

Рівняння (18) дозволяє отримати умови оптимального регулювання потоків реактивної потужності лінії електропередачі та потужності керованого шунтувального реактору та напруги в точці підключення.

Оскільки потоки активної та реактивної потужності в енергосистемі можуть бути розраховані з певним наближенням, вплив компенсації реактивної потужності на їхній розподіл виявляється несуттєвим. Таким чином, основний ефект компенсації полягає у зміні активних втрат у гілках, що виражаються величиною ΔP . Згідно з принципом «пропорційного розподілу», ΔP може бути розкладений на кожний вузол навантаження, і відповідно коефіцієнт вузла навантаження і для активних втрат потужності може бути визначений як коефіцієнт розподілу втрат потужності.

Якщо електрична мережа представлена вузловими рівняннями у вигляді балансу потужності, то маємо

$$\begin{aligned} P_i &= g_{ii} U_i^2 - \sum_{j=1}^{N_i} U_i U_j \left(b_{ij} \sin \delta_{ij} - g_{ij} \cos \delta_{ij} \right) = P_i(\delta_i, \delta_j, U_i, U_j); \\ Q_i &= g_{ii} U_i^2 - \sum_{j=1}^{N_i} U_i U_j \left(b_{ij} \sin \delta_{ij} - g_{ij} \cos \delta_{ij} \right) = Q_i(\delta_i, \delta_j, U_i, U_j), \end{aligned} \quad (19)$$

де P, Q, U, δ — потужності, напруги та різницеий фазовий кут векторів напруги на початку та наприкінці лінії.

Втрати активної потужності ΔP_{Σ} під час передачі електричної енергії по мережі можна визначити як алгебраїчну суму активних потужностей, що генеруються, і споживаних у всіх N вузлах

$$\Delta P_{\Sigma} = \sum_{j=1}^{N_i} P_i(\delta_i, \delta_j, U_i, U_j). \quad (20)$$

Зміна реактивних потужностей у вузлах Q_i призводить до зміни вузлових напруг мережі відповідно до (19). Наслідком цього, зокрема є зміна втрат потужності в мережі, як видно з (4). При цьому зміни реактивних потужностей повинні відповідати наявному діапазону регулювання джерел і не викликати неприпустимих відхилень напруги у вузлах мережі [12]–[15]

$$Q_{\min} \leq Q_i \leq Q_{\max}; U_{\min} \leq U_i \leq U_{\max}. \quad (21)$$

Цільова функція (20) і рівняння (19) виражаються безперервними диференційованими функціями, тому розв'язання задачі можливе на основі використання градієнтних методів. Похідні втрат потужності ΔP_{Σ} за параметрами режиму U_i , δ_i можна отримати за допомогою диференціовальної функції (20).

Знаючи похідні і розрахувавши приріст модулів і кутів вузлових напруг у разі включення додаткової потужності ΔQ_j , у вузлі відповідно до теорії неявних функцій [1], [12], [13], можна визначити приріст втрат ΔP , викликаних включенням додаткової потужності ΔQ

$$\Delta P = \sum_{j=1}^N \frac{\partial \Delta P}{\partial U_j} \Delta U_j + \sum_{j=1}^N \frac{\partial \Delta P}{\partial \delta_j} \Delta \delta_j. \quad (22)$$

Тоді відношення приросту втрат ΔP до приросту реактивної потужності ΔQ_j у вузлі i за малих значень ΔQ_j можна взяти рівним відповідній похідній, яку можна отримати за допомогою диференціовальної функції

$$\frac{\partial P_{\Sigma}}{\partial Q_i} \cong \frac{\Delta P_{\Sigma}}{\Delta Q_i}. \quad (23)$$

Значення похідної $\frac{\partial P_{\Sigma}}{\partial Q_i}$ можна розглядати як показник ефективності установки додаткового КШР в вузлі, так як воно характеризує зниження втрат потужності КШР у відповідному вузлі i на 1 МВАр встановленої додаткової реактивної потужності. Отже, при виборі місця установки додаткової КШР з метою зниження втрат потужності в електричній мережі перевагу необхідно віддавати вузлам з найбільшим значенням $\frac{\partial P_{\Sigma}}{\partial Q_i}$ і в міру вичерпання можливостей регулювання в таких

вузлах переходити (якщо це економічно обґрунтовано) до вузлів з меншим $\frac{\partial P_{\Sigma}}{\partial Q_i}$.

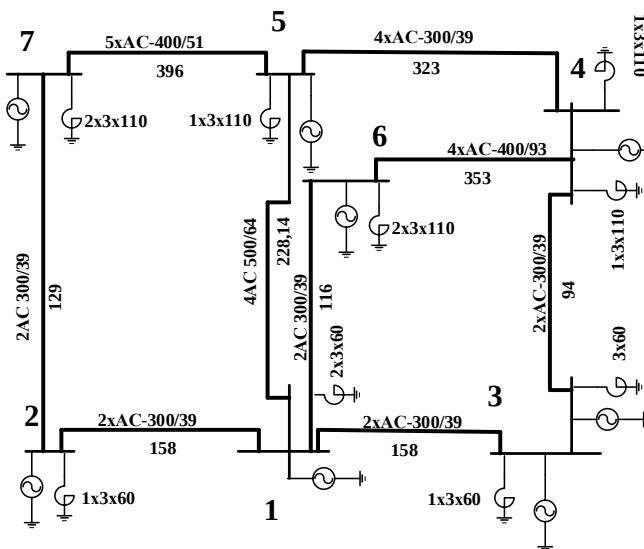


Рис. 2 Схема магістральної електричної мережі 330–750 кВ

Аналіз даних показує, що впровадження КШР дозволяє досягти додаткового зниження технологічних втрат завдяки точнішому здійсненню поперечної компенсації. Водночас ключовим чинником економії електроенергії є можливість використання КШР для активного керування потокорозподілом у неоднорідних мережах енергосистеми. Це, у свою чергу, сприяє досягненню економічно обґрунтованого та енергетично оптимального усталеного режиму [12]–[16].

Для ілюстрації розглянемо зміну втрат активної потужності, виконавши аналіз усталеного режиму в рис. 2. Схема МЕМ з сімома вузлами наведена на (рис. 2).

З метою порівняння результати розрахунку втрат активної потужності зведені в (табл. 3).

В табл. 4 подані результати аналізу втрат активної потужності усталених режимів для

заступної схеми МЕМ на рис. 2 з урахуванням компенсації реактивної потужності.

Таблиця 3

Втрати активної потужності в тестовій схемі (рис. 2)

ЛЕП	Результати розрахунку сумарних втрат активної потужності (МВт)		
	Без урахування впливу температури на джоулеві втрати активної потужності та метеорологічних умов	Без урахування впливу температури на джоулеві втрати активної потужності	З урахуванням впливу температури на джоулеві втрати активної потужності та на коронування
1—2	9,65	10,37	11,77
1—3	4,98	5,35	6,07
1—6	5,85	6,29	7,14
1—5	6,05	6,5	7,38
3—4	7,88	8,47	9,61
4—5	9,55	10,27	11,66
4—6	2,78	2,99	3,39
5—4	6,58	7,07	8,02
5—7	7,59	8,16	9,26
7—2	8,79	9,45	10,73
Σ	69,7	74,93	85,08

Таблиця 4

Втрати в МЕМ (330–750 кВ) з урахуванням компенсації реактивної потужності

ЛЕП	Результати розрахунку сумарних втрат активної потужності (МВт)		
	Втрати активної потужності з урахуванням температурного режиму проводу та коронування	Оптимальний режим зі встановленим КШР, МВт	Оптимальний режим зі встановленим КШР та СТАТКОМ у нейтралі, МВт
1—2	10,37	10,85	11,01
1—3	5,35	5,6	5,67
1—6	6,29	6,59	6,67
1—5	6,5	6,81	6,89
3—4	8,47	8,87	8,98
4—5	10,27	10,75	10,89
4—6	2,99	3,13	3,17
5—4	7,07	7,4	7,5
5—7	8,16	8,54	8,65
7—2	9,45	9,89	10,02
Σ	74,93	71,41	70,41

Отримані оптимальні значення Q , U відповідають мінімуму функції $\Delta P(Q, U)$. У табл. 5 подано отримані значення $Q^{\text{опт}}$, $U^{\text{опт}}$ з відповідними значеннями ΔP у випадку встановлення некерованих ШР. Для порівняння оптимальні значення $B_{\text{реас}}$, Q , U в табл. 5 відповідають мінімальному значенню втрат активної потужності у випадку встановлення КШР $\Delta P(Q, U, B_{\text{реас}})$.

Таблиця 5

Результати оптимізації у випадку встановлення некерованих шунтувальних реакторів

$B_{\text{реас}}$, см	$Q^{\text{опт}}$, МВАР	$U^{\text{опт}}$, кВ	ΔP , мВт	$B_{\text{реас}}^{\text{опт}}$, см	$Q^{\text{опт}}$, МВАР	$U^{\text{опт}}$, кВ	ΔP , мВт
-0,001066	-210	735	22,686	-0,0007	-180	768	20,908
-0,000533	-300	741	23,015	—	—	—	—

Таблиця 6

Результати оптимізації у випадку встановлення керованих шунтувальних реакторів

$B_{\text{реас}}$, см	$Q^{\text{опт}}$, МВАР	$U^{\text{опт}}$, кВ	ΔP , мВт	$B_{\text{реас}}^{\text{опт}}$, см	$Q^{\text{опт}}$, МВАР	$U^{\text{опт}}$, кВ	ΔP , мВт
-0,002665	-210	735	165,005	-0,0001	-450	720	100,158
-0,002132	-100	744	147,58	—	—	—	—
-0,001599	187	731	135,47	—	—	—	—
-0,001066	268	748	127,58	—	—	—	—
-0,000533	115	741	120,015	—	—	—	—

Як впливає з даних табл. 6, оптимальні значення $U^{\text{опт}}$ відповідають наявному діапазону регулювання напруги (20).

Вибираючи засоби компенсації реактивної потужності, перевагу віддано керованим шунтувальним реакторам, застосування яких дає змогу ефективно вирішити проблему параметричної оптимізації за прийнятних економічних показників. Показано, що таким чином отримуємо додаткове зменшення втрат у ЛЕП НВН за рахунок точнішої компенсації зарядної потужності. Зростання капітальних витрат у разі встановлення КШР замість традиційних ШР компенсується зменшенням витрат електроенергії у разі переходу від природного усталеного нормального режиму енергосистеми до оптимального, який реалізується за допомогою КШР. Попередня техніко-економічна оцінка проекту встановлення КШР у магістральній електричній мережі показала, що постійна складова капіталовкладень фактично не впливає на термін окупності, який може скласти близько двох років.

Висновки

Отримано функціональні залежності для оцінки ступеня зниження втрат активної потужності у разі компенсації реактивної потужності споживача залежно від рівня напруги. Запропоновано методику розрахунку параметрів компенсувальних пристроїв високовольтної електропередачі з двома проміжними системами. мінімізація втрат активної потужності. Завдяки еквівалентному уявленню проміжних систем вдалося суттєво скоротити розмірність математичної системи рівнянь та отримати аналітичне рішення поставленого завдання, а також здійснити постановку оптимізаційного завдання.

Відсутність контрольованого балансу потужностей в енергосистемі може призвести до негативних наслідків, запобігання яких повинно здійснюватися в темпі процесів, що відбуваються в енергосистемі. Керовані шунтувальні реактори у поєднанні із сучасними інформаційними та комп'ютерними технологіями дають змогу ефективно вирішувати зазначені проблеми та сприяють формуванню інтелектуальних систем електропостачання.

Для забезпечення послідовного регулювання напруги діапазон регулювання напруги трансформаторів повинен бути економічно обґрунтований відповідно до конкретних умов. Наявність проміжних систем на далеких передачах електроенергії сприяє практичній реалізації режимів узгодженого регулювання напруги.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

- [1] В. В. Кучанський, і Д. О. Малахатка, *Заходи та технічні засоби підвищення ефективності режимів роботи магістральних електричних мереж*, моногр. Вінниця: ГО Європейська наукова платформа, 2021, 120 с.
- [2] С. О. Зайцев., В. В. Кучанський, і І. О. Гунько, *Підвищення експлуатаційної надійності та ефективності роботи електричних мереж та електроустановок*, моногр. Вінниця: ГО Європейська наукова платформа, 2021, 156 с. <https://doi.org/10.36074/penereme-monograph.2021>.
- [3] В. Г. Кузнецов, Ю. І. Тугай, і В. В. Кучанський, *Аномальні перенапруги в магістральних електричних мережах з джерелами спотворень*. Одеса : Видавничий дім «Гельветика», 2025. 170 с. <https://doi.org/10.35668/978-617-554-449-5>.
- [4] S. Sreejith, S. P. Simon, and M. P. Selvan, "Analysis of FACTS devices on security constrained unit commitment problem," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, no. 66, pp. 280-293, 494, 2015.
- [5] Z. Luburi, and I. H. Pand, "FACTS devices and energy storage in unit commitment," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, no. 104, pp. 311-325, 496, 2019.
- [6] M. A. Taher, et al., "Optimal power flow solution incorporating a simplified UPFC model using lightning attachment procedure optimization," *International Transactions on Electrical Energy Systems*, no. 30(1), pp. 1-25, 2020.
- [7] Sha Jiangbo, et al., "A quantitative index to evaluate the commutation failure probability of LCCHVDC with a synchronous condenser," *Applied Sciences*, no. 9(5), pp. 925, 500, 2019.
- [8] J. L. Liu, et al. "Modeling and analysis for global and local power flow operation rules of UPFC embedded system under typical operation conditions," *IEEE Access*, no. 8, pp. 21728-21741, 502, 2020.
- [9] H. F. Wang, "Interactions and multivariable design of multiple control functions of a unified power flow controller," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, no. 24(7), pp. 591-600, 504, 2002.
- [10] В. Г. Кузнецов, Ю. І. Тугай, і В. В. Кучанський, «Вплив коронного розряду на кратність внутрішніх перенапруг у магістральних електричних мережах», *Технічна електродинаміка*, № 6, с. 55-60, 2017.
- [11] Ю. І. Тугай, В. В. Кучанський, і І. Ю. Тугай, «Застосування керованих пристроїв компенсації зарядної потужності ЛЕП НВН в електричних мережах», *Технічна електродинаміка*, № 1, с. 53-56, 2021.
- [12] V. Kuchansky, D. Malakhata, V. Dumenko, N. Denisova, and B. Yeraliyeva, "Assessment of the phase-by-phase transmission line effect asymmetry on power transfer capability in open phase mode," *Przeglad Elektrotechniczny*, vol. 9, pp. 50-53, 2021.
- [13] В. В. Кучанський, і Д. О. Малахатка, «Параметрична оптимізація режимів роботи магістральних електричних мереж за критерієм втрат активної потужності», *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*, № 59, с. 072, 2021. <https://doi.org/doi:10.15407/publishing2021.59.072>.
- [14] I. V. Blinov, I. O. Zaitsev, and V. V. Kuchansky, *Problems, methods and means of monitoring power losses in over-*

head transmission lines. *Systems, Decision and Control in Energy. I*, Ed. V. P. Babak, V. Isaienko, A. O. Zaporozhets. Springer, 2020, pp. 123-136.

[15] V. V. Kuchanskyy, D. O. Malakhatka, and I. V. Blinov, *Efficiency increase of open phase modes in bulk electrical networks. Systems, Decision and Control in Energy. II*, Ed. V. P. Babak, V. Isaienko, A. O. Zaporozhets. Springer, 2021, pp. 31-48.

Рекомендована кафедрою електричних станцій та систем БНТУ

Стаття надійшла до редакції 4.06.2025

Кузнецов Володимир Григорович — д-р техн. наук, професор, член-кореспондент НАН України, головний науковий співробітник відділу оптимізації систем електропостачання;

Кучанський Владислав Володимирович — канд. техн. наук, старший дослідник, завідувач відділу оптимізації систем електропостачання, e-mail: kuchanskiyvladislav@gmail.com;

Тугай Юрій Іванович — д-р техн. наук, старший науковий співробітник, провідний науковий співробітник відділу оптимізації систем електропостачання;

Сабарно Людмила Ростиславівна — канд. техн. наук, старший науковий співробітник відділу оптимізації систем електропостачання;

Тугай Ірина Юрївна — канд. техн. наук, старший науковий співробітник відділу оптимізації систем електропостачання.

Інститут електродинаміки Національної академії наук України, Київ

V. G. Kuznetsov¹

V. V. Kuchansky¹

Yu. I. Tugai¹

L. R. Sabarno¹

I. Yu. Tugai¹

Determination of the Optimal Values of the Parameters of the Controlled Compensating Devices of the Reactive Power of Main Electrical Networks

¹Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine, Kyiv

Creation of large electrical energy systems and their integration raises the problem of transmitting electrical energy to long and extra-long distances, using the technologies of long-distance power transmission. Trends in the development of modern power industry in Ukraine were set forth in the Energy Strategy of Ukraine for the period until 2035, where it was stipulated to integrate energy system of Ukraine with the energy system of continental Europe. This occurred on March 16, 2022. Synchronization of the Ukrenergo grid and the energy grid of continental Europe ENTSO-E will allow Ukraine and Europe to develop the energy market, switch to renewable energy sources and boost the European energetic security. The length of the electrical lines in Ukraine is large and their voltage change schedules cause voltage increase above the nominal value in the minimum voltage mode due to the excess reactive power, generated the transmission lines. In this connection there are significant losses of power, forced switching of the equipment and aging of the insulation. UHV transmission lines are very and their phases are executed with the splitting of wires into several components (to reduce corona costs). Such lines are sources of increased reactive power that depends on power transmission mode and change over a wide range of values, leading to unacceptable voltage fluctuations in the grid, to losses growth (at voltage decrease), to the risk of the equipment damage (in case of its increase). They perform the important role the essential role of the main, system-creating, interstate lines and, therefore, in case of need, they can be used to transmit significant power with the adequate reserve of sustainability. The most effective way to compensate reactive power, maintain the necessary level of voltage in UHV transmission lines and reduce costs the use of shunt reactors (SR). Ukraine has a large territory with a very unequal distribution of energy resources and electric energy consumers. The priority direction of the development of Ukraine's energy sector is complete integration into European energy market, as it is enshrined in the country's energy strategy for the period until 2035. This provides the synchronous operation of the integrated energy system (IES) of Ukraine with the energy system of the synchronous zone of the continental Europe ENTSO-E. An important role in the solution of this problem is the provision of the necessary technical state and requirements, regarding the operation modes of main electric lines, grids and interstate power transmission lines (PTL).

Keywords: high-voltage power lines, intermediate systems, ceramic shunt reactors, reactive power balance, optimization of operating modes.

Kuznetsov Volodymyr H. — Dr. Sc. (Eng.), Professor, Corresponding Member of the NAS of Ukraine, Senior Scientific Researcher of the Department of Optimization of Power Supply Systems;

Kuchansky Vladyslav V. — Cand. Sc. (Eng.), Senior Researcher, Head of the Department of Power-Supply Systems Optimization; e-mail: kuchanskiyvladislav@gmail.com;

Tugai Yuriy I. — Dr. Sc. (Eng.), Senior Researcher, Senior Research Fellow of the Department of Power-Supply Systems Optimization;

Sabarno Lyudmila R. — Cand. Sc. (Eng.), Senior Researcher of the Department of Power-Supply Systems Optimization;

Tugai Irina Yu. — Cand. Sc. (Eng.), Senior Researcher of the Department of Power-Supply Systems Optimization